

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

Project Finance: Um estudo de caso da Usina Hidrelétrica de Jirau (Rio Madeira)

Eduardo Jorge da Cunha Caldas Pereira

N.º de matrícula: 0311916

Professor Tutor: Juliano Junqueira Assunção

Professor Orientador: Marina Figueira de Mello

Novembro de 2008

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

Project Finance: Um estudo de caso da Usina Hidrelétrica de Jirau (Rio Madeira)

Eduardo Jorge da Cunha Caldas Pereira

N.º de matrícula: 0311916

Professor Tutor: Juliano Junqueira Assunção

Professor Orientador: Marina Figueira de Mello

Novembro de 2008

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”

Agradecimentos

Agradeço a minha orientadora, Marina Figueira de Mello, pela paciência, boa vontade e pela orientação, sem a qual seria impossível a realização deste trabalho. Meus pais, sem dúvida, foram essenciais durante toda a graduação. Serão sempre lembrados como importantes para a minha conclusão de curso os amigos Eduardo Bevilaqua, Pedro Jorge e Raphael Levy.

Sumário

1 Introdução	7
2 Modelo Atual	11
3 Aspectos Econômicos e Financeiros do Projeto	14
3.1 Descrição do projeto – Usina Hidrelétrica de Jirau (“UHE Jirau”)	14
3.2 Financiamento na modalidade Project Finance	16
3.2.1 O uso de Project Finance na Usina de Jirau	18
3.3 Análise de viabilidade	19
3.3.1 Viabilidade Técnica	20
3.3.2 Viabilidade Econômica	22
3.3.3 Capacidade de Obtenção de Crédito	23
3.4 Mitigação de riscos via Project Finance	24
3.4.1 Risco de Conclusão	25
3.4.2 Risco Tecnológico	26
3.4.3 Risco de Fornecimento de Matéria-Prima	27
3.4.4 Risco Econômico	28
3.4.5 Risco Financeiro	28
3.4.6 Risco Cambial	31
3.4.7 Risco Político	32
3.4.8 Risco Ambiental	32
3.4.9 Risco de Força Maior	34
4 Análise da Licitação (Jirau)	36
4.1 O Edital	36
4.2 A Licitação	37
4.3 Possíveis conseqüências da não realização do projeto	40
5 Conclusão	42
6 Bibliografia	43

Lista de figuras

Figura 1: Consumo de Energia Elétrica Faturado por Tipo de Classe (em GWh) Fonte: Eletrobrás

Figura 2: Brasil – Capacidade Instalada 2007. Fonte: Relatório Anual Eletrobrás 2007

Figura 3 :Visão geral do Modelo de Contratação. Fonte: Ministério de Minas e Energia

Figura 4: “Cachoeira do Inferno, novo local proposto para a segunda barragem no Rio Madeira” Fonte: Site OECO

Figura 5: “Usinas Hidrelétricas na Região Amazônica - Áreas de Reservatório *versus* Potência” Fonte:RIMA

Figura 6: Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP). Fonte: Banco Central do Brasil

Figura 7: Taxa de Câmbio Real – Dólar (comercial, venda). Fonte: Banco Central do Brasil

Figura 8: Balanço Estatístico de Energia Elétrica. Fonte: Ministério de Minas e Energia

Lista de tabelas

Tabela 1: Agentes institucionais e suas principais funções. Fonte: Soares (2008)

Tabela 2: Diferenças entre o Project Finance e as formas tradicionais de financiamento.

Fonte: Fortuna (2004)

Tabela 3: UHE Jirau – Informações Técnicas. Fonte: ANEEL

Tabela 4: Impactos Ambientais Benéficos e Adversos. Fonte: RIMA/Ibama

1. Introdução

O Setor Elétrico é composto basicamente pelas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. No Brasil, historicamente, essas atividades foram conduzidas pelo Estado. A privatização do setor iniciou-se embrionariamente no início da década de 1990, com o governo do presidente Fernando Collor de Mello. A partir de 1995 esse processo se intensificou, com a venda das empresas de distribuição efetuada pelos governos estaduais e pela Eletrobrás. Poucos foram os casos onde houve privatização de ativos de geração de energia. O governo buscava recursos para assegurar o investimento em novos empreendimentos e conseqüentemente o crescimento da capacidade geradora do país. A privatização do setor tampouco atingiu as linhas de transmissão, que continuaram na mão do Estado, e onde apenas novos projetos foram licitados para investimento de capital privado.

Iniciou-se então nesse momento a aceleração da presença de grupos privados (nacionais e estrangeiros) nos leilões de Concessão de áreas de aproveitamento hidrelétrico e nas solicitações de autorização para implantação de empreendimentos térmicos. Até 1995, o modelo vigente para as tarifas do setor elétrico era dado pelo custo do serviço. Dessa maneira, o investimento do concessionário era remunerado a uma rentabilidade fixa. No início do governo Fernando Henrique foram aprovadas e sancionadas as Leis 8987/95, 9074/95 e 9648/98, que mudaram o regime de concessões. A principal mudança trazida por essas leis foi a alteração do modo de licitação. Com elas o governo passou a licitar os novos empreendimentos com novos critérios estabelecidos no edital, podendo decidir entre o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado, a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão, a melhor oferta de pagamento pela outorga após qualificação de propostas técnicas, ou a combinação, dois a dois, dos três critérios estabelecidos anteriormente.

Até a eleição do Presidente Luis Inácio Lula da Silva, os leilões de Concessão para construir e operar uma Usina Hidroelétrica (UHE) eram formatados de maneira que era vencedor o concorrente que oferecesse ao governo o maior valor por Uso do Bem Público (UBP) durante o período licitado. Atualmente as novas concessões são licitadas através dos leilões de energia, onde é vencedor o concorrente que fixar o menor preço de venda de energia durante o período de concessão. Em ambos os casos há reversão dos ativos para o governo ao final da concessão, sendo o governo responsável por

indenizar os concessionários pelos ativos que não tiverem sido totalmente depreciados/amortizados.

O “apagão” ocorrido em 2001, gerando necessidade de racionamento, levou a população, o governo, e os grupos econômicos a tratar a questão do planejamento energético com atenção especial. Hoje em dia o tema é prioridade nas discussões relacionadas ao crescimento da economia.

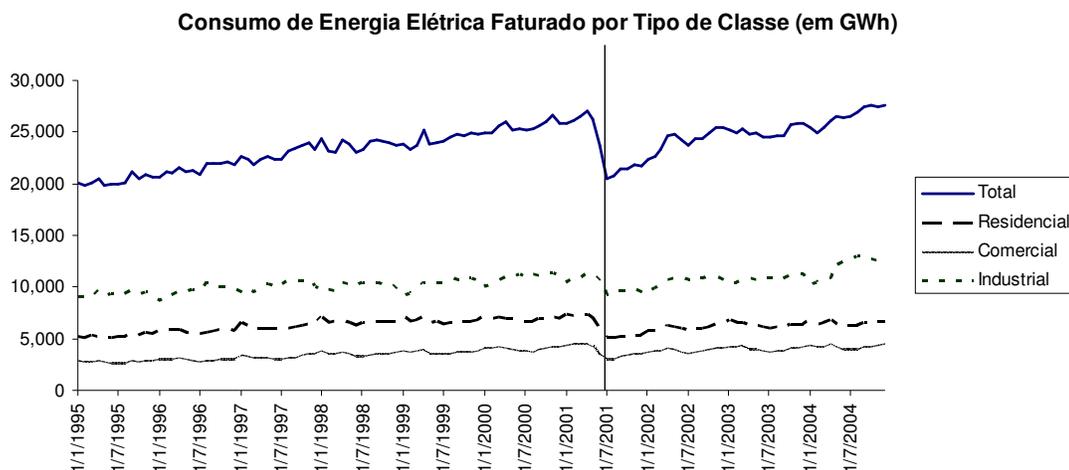


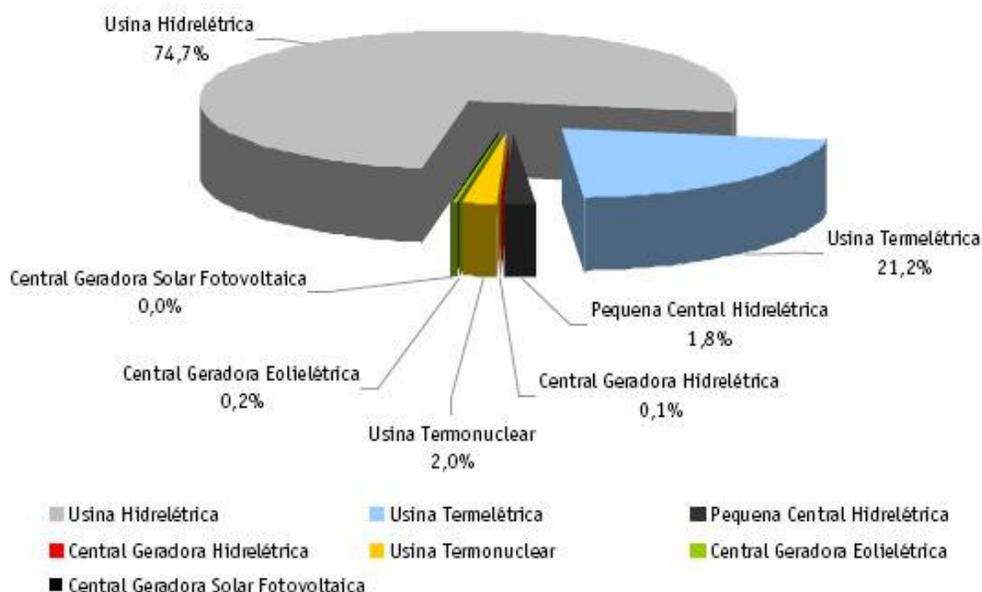
Figura 1: Consumo de Energia Elétrica Faturado por Tipo de Classe (em GWh) Fonte: Eletrobrás

Muitos analistas têm alertado sobre a possibilidade de um novo “apagão” caso o ritmo de investimentos em geração não seja acelerado. Pode-se ver na Figura 1 que o nível de consumo atual de energia elétrica está voltando a níveis pré-apagão. Questiona-se constantemente a composição da matriz energética brasileira, onde a geração hidrelétrica corresponde hoje a 90% da capacidade instalada. Seu número insuficiente de usinas traz riscos ao sistema por não poder assegurar o abastecimento em eventuais períodos de reservatórios baixos. Podem-se ver também grandes grupos econômicos reportando restrições ao crescimento através de novos projetos em função da falta de energia contratada ou pela incerteza da possibilidade de racionamento no futuro.¹

O contexto atual requer grande incentivo para implementação de novos projetos que busquem fontes alternativas de geração, tais quais usinas termelétricas (a gás, biomassa ou carvão mineral) e nucleares, pequenas centrais hidrelétricas, parques de

¹ Roger Agnelli, Presidente Companhia Vale do Rio Doce – em entrevistas à Revista Época Edição 498 Dez/2007 e Folha de São Paulo Online 30/05/2007.

geração eólicos e até de unidades de geração de energia de fonte solar. Como pode ser visto na figura abaixo, a capacidade instalada brasileira ainda depende fortemente da usina hidrelétrica.



Brasil - Capacidade Instalada / 2007		
	Potência (MW)	%
Usina Hidrelétrica - UHE*	74.937	74.7
Usina Termelétrica - UTE	21.229	21.2
Pequena Central Hidrelétrica - PCH	1.820	1.8
Central Geradora Hidrelétrica - CGH	112	0.1
Usina Termonuclear - UTN	2.007	2.0
Central Geradora Eolielétrica - EOL	247	0.2
Central Geradora Solar Fotovoltaica - SOL	0.02	0.0
Total	100.353	100.0

*Com Itaipú nacional (7000MW)

Figura 2: Brasil – Capacidade Instalada 2007. Fonte: Relatório Anual Eletrobrás 2007

A realização destes projetos é de extrema importância para garantir fornecimento de energia em períodos de escassez de chuvas nas áreas com importantes UHE. Porém, dificuldades vêm sendo encontradas e o crescimento dessas fontes de geração não tem correspondido à demanda. Os projetos de usinas térmicas encontram dificuldade em obter contratos de longo prazo com a Petrobrás para fornecimento de gás, principalmente pela alta dependência brasileira do gás Boliviano e os recentes atritos gerados pela estatização dos ativos da Petrobrás naquele país. Além disso, destaca-se a má qualidade do carvão mineral brasileiro e a dificuldade de se obter contratos de importação com fornecedores.

A implantação de parques eólicos ainda é embrionária no Brasil, e só agora grandes grupos começam a investir nesse tipo de projeto. Nota-se também que a realização de estudos relevantes à implantação de grandes unidades de geração de energia de fonte solar só se iniciaram no país no ano de 2008.

Percebe-se então que a única maneira do governo garantir que se cumpra com segurança a crescente demanda de energia projetada para os próximos anos é através da continuidade de estudos para concessão de grandes projetos de aproveitamento hidrelétrico. É nesse contexto que se dá a relevância do “complexo do Rio Madeira”, composto pelas UHE de Santo Antônio e Jirau, que foram recentemente leiloadas e que possuem conjuntamente a capacidade instalada de 6.450MW e 4.193MW médios de energia firme.

Observada a importância do tema e os recentes leilões realizados pelo Governo para a concessão das UHE de Santo Antônio e Jirau, no chamado “complexo do Rio Madeira”, o objeto deste trabalho será o estudo da utilização da modalidade de Project Finance na concessão da UHE de Jirau.

2. Modelo Atual

O modelo atual do setor elétrico proposto pelo Ministério de Minas e Energia (MME) é vigente desde 2004. Este modelo tem três objetivos principais, que são: i) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, ii) promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados, e iii) promover a inserção social no setor elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento. Este capítulo se preocupa sobretudo com o segundo item desta lista.

Chagas (2006) nota que o modelo atual tem uma preocupação especial com a segurança no suprimento do fornecimento de energia elétrica e com a mitigação do risco de mercado dos novos geradores, pois foi concebido após a experiência do racionamento de 2001/2002 e de outras experiências fracassadas de liberalização no setor elétrico.

Existe também uma preocupação especial na obtenção da modicidade tarifária. Chagas aponta que para que a expansão da oferta de energia não fosse acompanhada por tarifas excessivamente altas, considerou-se desejável que as tarifas refletissem o custo médio de expansão, ao invés do custo marginal (que é crescente e maior que o custo médio). Além disso, outras medidas que tentam garantir menores tarifas são; a realização da compra de energia por meio de leilões, na modalidade de “menor tarifa”, a contratação de energia por licitação conjunta dos distribuidores (*pool*) e a contratação separada, por licitação, da energia de novas usinas e de usinas existentes.

Existem dois ambientes de contratação no modelo atual do setor elétrico, o Ambiente de Contratação Livre (ACL), e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACR contrata-se a energia através de contratos regulados para consumidores de tarifas reguladas (distribuidores de energia), enquanto que no ACL a contratação acontece por meio de contratos livremente negociados para o atendimento dos consumidores livres. A figura abaixo esquematiza as modalidades de contratação de energia.

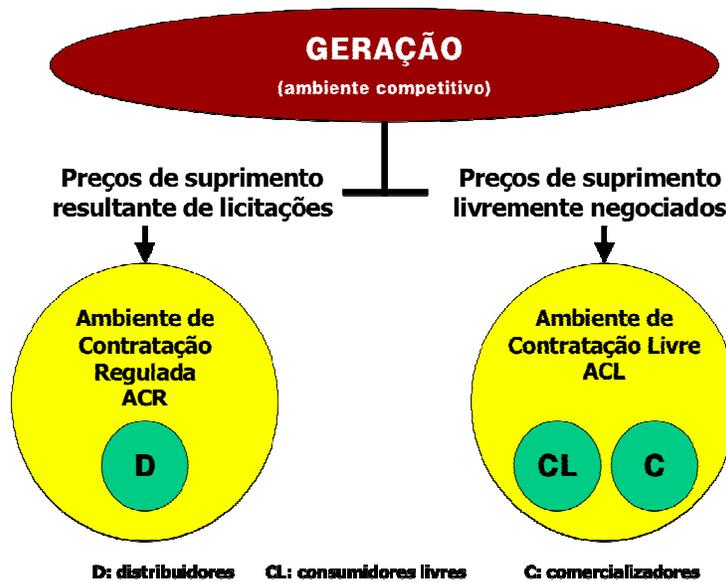


Figura 3 :Visão geral do Modelo de Contratação. Fonte: Ministério de Minas e Energia

A contratação de novas usinas é feita através de uma licitação em duas fases. Na licitação inicial, realizada cinco anos antes da entrada em operação da nova usina, contrata-se energia para atender uma dada previsão de crescimento da demanda. Posteriormente realiza-se uma licitação complementar, dois anos após a licitação inicial e três anos antes da entrada em operação da nova usina, para a contratação de acréscimos de demanda caso tenha havido revisões nas projeções feitas inicialmente. No documento que descreve o modelo atual do setor elétrico, estima-se o prazo médio de maturação de uma usina hidrelétrica em cinco anos. Desta forma, a realização de dois leilões de contratação é uma forma de se proteger de eventuais mudanças nos cenários de demanda por energia.

Existem também leilões de contratação de energia existente, os quais são revisados anualmente. Nestes leilões as distribuidoras podem renovar seus contratos que expiram até 31 de dezembro do mesmo ano. Os contratos duram de cinco a quinze anos, iniciando-se em primeiro de janeiro do ano seguinte.

O critério de seleção do conjunto de projetos vencedores é o de menor custo global. Este custo compreende tanto o custo de investimento quando o de operação, desde que atenda a um critério de segurança de suprimento.

Finalmente, os participantes institucionais do setor elétrico e suas principais funções são resumidos na tabela a seguir.

Agente Institucional	Principais Funções
Conselho Nacional de Política Energética - CNPE	<ul style="list-style-type: none"> - Proposição da política energética nacional; - Proposição da licitação de projetos estruturantes; - Proposição do critério de garantia estrutural de suprimento.
Ministério de Minas e Energia - MME	<ul style="list-style-type: none"> - Formulação e implementação de políticas (diretrizes do CNPE); - Planejamento Setorial (através da EPE); - Monitoramento da segurança de suprimento (através do CMSE); - Definição de ações preventivas para segurança de suprimento.
Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL	<ul style="list-style-type: none"> - Mediação, regulação e fiscalização do Setor Elétrico; - Realização de leilões de geração e transmissão.
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	<ul style="list-style-type: none"> - Execução de estudos para definição da matriz energética; - Estudos de integração dos recursos energéticos; - Estudos de inventário das bacias hidrográficas; - Estudos de viabilidade técnico-econômica e ambiental de usinas.
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	<ul style="list-style-type: none"> - Administrar a contratação de compra e venda de energia; - Executar os leilões de energia (autorizados pela ANEEL); - Efetuar a contabilização e liquidação das diferenças entre o montante gerado e contratado, no ACR e no ACL.
Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE	<ul style="list-style-type: none"> - Analisar a qualidade e continuidade de suprimento num horizonte de cinco anos; - Propor medidas para restaurar a segurança de suprimento.
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	<ul style="list-style-type: none"> - Coordenar e controlar a operação do sistema interligado, visando a otimização energética ao menor custo operacional;

Tabela 1: Agentes institucionais e suas principais funções. Fonte: Soares (2008)

3. Aspectos Econômicos e Financeiros do Projeto

3.1 Descrição do projeto – Usina Hidrelétrica de Jirau (“UHE Jirau”)

A construção da Usina Hidrelétrica de Jirau se dará no Estado de Rondônia, no leito do Rio Madeira. Seu projeto prevê uma capacidade instalada de 3.300 MW e 1.975 MW médios de energia firme.

A usina localizar-se-ia inicialmente na Cachoeira de Jirau, situada a uma distância de 136 km de Porto Velho. Todavia, o consórcio vencedor da licitação propôs uma alteração na localização da barragem em 9,2 km, alterando-a para a Ilha do Padre, próximo à Cachoeira do Inferno conforme pode ser observado na Figura 3.



Figura 4: “Cachoeira do Inferno, novo local proposto para a segunda barragem no Rio Madeira” Fonte: Site OECO

Segundo os engenheiros responsáveis pelas alterações propostas pela Energia Sustentável do Brasil¹, para a construção da usina na Cachoeira de Jirau seria necessária a escavação de um volume de rochas e terra substancial, suficiente para aterrar 13 quilômetros quadrados. Além deste, são apontados ainda dois outros grandes problemas. O primeiro é o fato de que a construção da usina na Cachoeira de Jirau

¹ Perguntas e Respostas sobre a Hidrelétrica de Jirau.

<<http://www.energiasustentaveldobrasil.com.br/docts/perguntas-sobre-a-usina-de-jirau.pdf>>.

provocaria um grande volume de água parada nos reservatórios, acarretando em multiplicação de algas e mosquitos, o que poderia ocasionar o aumento de transmissão de doenças na região. O segundo é relativo à navegabilidade do Rio Madeira, que, para ser mantida, seria necessária a construção de um canal. Na nova região proposta este canal seria menos oneroso e permitiria uma melhor passagem das embarcações. A economia estimada pela empresa com as mudanças no projeto é da ordem de 1 bilhão de reais.

Analisando o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), realizado em Maio de 2005 e disponibilizado pela Odebrecht – Construtora Norberto Odebrecht S.A., Furnas Centrais Elétricas S.A. e LEME Engenharia Ltda, pode-se adicionar algumas informações importantes para o conhecimento do projeto. Em 2001 a ANEEL autorizou Furnas e Odebrecht a iniciarem o estudos de inventário do Rio Madeira. Esse trabalho durou cerca de 2 anos, finalizando-se em novembro de 2001.

Ainda através do RIMA, pode-se observar que o Rio Madeira possui características que proporcionam a realização de usinas operando em baixas quedas. A vantagem desse tipo de usina é a redução da área de alagamento, utilizando reservatórios menores e gerando um impacto ambiental menor, uma vez que este impacto é proporcional à área inundada. Como se pode observar na Figura 4, retirada do RIMA, a Usina de Jirau possui uma das menores relações entre áreas de reservatório e potencia da usina, quando comparada com outros empreendimentos da Região Amazônica.

USINAS NA REGIÃO AMAZÔNICA	ÁREA DOS RESERVATÓRIOS (km ²)	POTÊNCIA (MW)	ÁREA RESERVATÓRIO/POTÊNCIA DA USINA (km ² / MW)
BALBINA	2.360	250	9,44
SAMUEL	584	217	2,69
MANSO	387	210	1,84
TUCURUÍ			
1ª ETAPA	2.414	4.000	0,61
2ª ETAPA		8.000	0,30
JIRAU	258	3.300	0,08
SANTO ANTÔNIO	271	3.150	0,086

Figura 5: “Usinas Hidrelétricas na Região Amazônica - Áreas de Reservatório *versus* Potência” Fonte:RIMA

O início da construção da usina dependia de licença ambiental para o projeto, que foi concedida pelo IBAMA em 13 de novembro de 2008, já prevendo a alteração proposta para a localização da usina.

3.2 Financiamento na modalidade Project Finance

Neste item será explicado o que é financiamento via Project Finance e as suas diferenças dos financiamentos corporativos tradicionais. Finnerty (1999) define Project Finance como o levantamento de fundos para o financiamento de um projeto em que os emprestadores consideram primordialmente o fluxo de caixa do projeto como a fonte de recursos para o pagamento da dívida contraída e para retorno no capital investido. As garantias do projeto dependem, ao menos parcialmente, da lucratividade do projeto e do valor de seus ativos que podem ser dados como colateral.

A principal diferença entre o Project Finance e o financiamento direto convencional está no comprometimento de recursos da firma realizadora do projeto. Em um financiamento tradicional os credores analisam todos os ativos do tomador de empréstimo e sua capacidade de gerar fluxo de caixa para o pagamento da dívida, e o financiamento se integra ao portfólio de ativos e passivos da firma. Na modalidade de Project Finance o projeto é uma entidade legal diferente do tomador de recursos. Os ativos do projeto, seus contratos e fluxo de caixa são segregados dos realizadores do projeto. Entretanto essa separação não pode ser vista como uma forma de levar adiante empreendimentos que não são economicamente viáveis. O fato de o projeto ter seus ativos e fluxos de caixa independentes requer que ele seja capaz de se auto-sustentar, incluindo todos os meios necessários para constituir uma entidade independente e economicamente viável.

As vantagens do Project Finance apontadas por Enei (2007) são a limitação da responsabilidade do patrocinador do projeto, permitindo que ele entre no empreendimento sem aumentar seu grau de endividamento ou onere seu balanço ou demonstrações financeiras e também o isolamento de um projeto considerado bom e viável de quaisquer vícios, ônus ou irregularidades de sua firma realizadora. Chagas (2006) nota porém que após os escândalos contábeis das empresas norte-americanas *Enron* e *Worldcom*, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) editou a Instrução número 408 de 16 de agosto de 2004 obrigando as companhias abertas a consolidarem

as demonstrações contábeis de suas Empresas de Propósito Específico (geralmente utilizadas para Project Finance), caso haja indicadores de que a empresa possua controle da EPE.

Dentre as desvantagens estão o grau de complexidade muito maior do que aquele observado nos financiamentos tradicionais de projetos. Essa complexidade se traduz em prazos de implementação mais longos, maiores custos e riscos, levando, portanto a taxas de juros mais elevadas. A seguir podem-se ver as principais diferenças entre o Project Finance e o financiamento tradicional.

PROJECT FINANCE	FINANCIAMENTO DIRETO
<ul style="list-style-type: none"> • Base na receita futura do projeto • Ativos vinculados ao projeto • Entidade jurídica distinta - fluxo de caixa e ativos independentes do empreendedor. • Garantias específicas do projeto • Contratos <i>taylor made</i> • Direito de regresso ao empreendedor limitado ou nulo • Demora na montagem e altos custos • Méritos do projeto 	<ul style="list-style-type: none"> • Base no crédito geral da empresa • Ativos geram caixa para quitar os débitos • Entidade empreendedora - fluxo de caixa e ativos se misturam • Garantias genéricas da empresa • Contratos padrão • Direito total de regresso ao empreendedor • Rapidez na montagem e custos relativamente menores • Méritos da credibilidade do devedor

Tabela 2: Diferenças entre o Project Finance e as formas tradicionais de financiamento. Fonte: Fortuna (2004)

Enei (2007) argumenta que o uso de Project Finance se justifica quando o porte do projeto é suficiente para remunerar a complexidade e as taxas adicionais. O financiamento é mais facilmente implantado em projetos nos quais a tecnologia seja conhecida, a demanda pelo produto final seja razoavelmente assegurada no mercado e que haja certo apelo social. Ao longo deste estudo mostrar-se-á que esses requisitos são cumpridos no caso da construção de uma usina hidrelétrica. Além do setor elétrico, a indústria do petróleo e do gás natural, o setor de transportes (rodoviário, ferroviário, metroviário, aéreo, marítimo, entre outros), o de telecomunicações e a indústria pesada também se beneficiam da realização de projetos via Project Finance.

Chagas (2006) faz um bom resumo das principais partes envolvidas em um Project Finance. Dentre elas pode-se destacar; *i) SPE – Sociedade de Propósito Específico (SPC – Special Purpose Company)*. Esta sociedade é o meio através do qual se isola o projeto da estrutura das empresas que o realizam. *ii) Poder Concedente (Regulator)*, é quem determina as regras a serem cumpridas pelas partes envolvidas no projeto. *iii) Acionistas ou Patrocinadores (Sponsors)* são provedores de capital próprio (*equity*) à Sociedade de Propósito Específico. *iv) Construtores (Constructors)* são as

empresas responsáveis pela realização da estrutura física do projeto. v) *Financiadores (Lenders)* são aqueles que realizam o financiamento do projeto diretamente com os patrocinadores. Estes podem ser bancos de desenvolvimento, bancos de investimento ou bancos comerciais. vi) *Operadores (Operators)* são aqueles que operam o projeto, quando este se encontra em sua fase operacional.

No caso da UHE Jirau as partes envolvidas são respectivamente: i) Energia Sustentável do Brasil, ii) o Governo Federal e a ANEEL, iii) os acionistas da empresa Energia Sustentável do Brasil, no caso, 50,1% Suez Energy, 20% Eletrosul, 20% CHESF e 9,9% Camargo Corrêa, iv) ainda não divulgado publicamente, porém é bastante provável que este papel seja cumprido pela Construtora Camargo Corrêa pois esta faz parte do consórcio vencedor, v) o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e finalmente vi) a empresa Energia Sustentável do Brasil que se valerá do expertise de suas empresas acionistas.

3.2.1 O uso de Project Finance na Usina de Jirau

Como foi citado na seção anterior, o *lender* do projeto da Usina de Jirau é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). A modalidade de apoio a ser utilizada pelo BNDES é o Financiamento a Empreendimentos (FINEM) e/ou Project Finance.

A beneficiária do projeto (SPE, no caso o consórcio Energia Sustentável do Brasil) deve necessariamente ser uma Sociedade por Ações, constituída para segregar os fluxos de caixa, patrimônio e riscos do projeto. Os itens a serem financiados pelo Banco são as obras civis, máquinas e equipamentos nacionais, montagens, gastos sócio-ambientais, treinamento e infra-estrutura social.

O BNDES pode financiar direta ou indiretamente até 75% do investimento total e até 85% dos itens financiáveis descritos acima. Na modalidade de financiamento direto o empréstimo pode ser tomado diretamente do BNDES sem agente repassador. Desta forma, o risco de crédito fica com o BNDES. Na modalidade de financiamento indireto os responsáveis pela aprovação de crédito são bancos repassadores com *funding* do BNDES.

O capital próprio dos acionistas deverá ser de no mínimo 20% do investimento total do projeto, excluindo-se eventuais participações societárias da empresa de participações do BNDES, BNDESPAR.

Os custos com juros da parte financiada diretamente pelo BNDES são 100% em Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) acrescidos da remuneração básica do BNDES de 0,5% ao ano e taxa de risco de crédito de 0,46% a 2,54% ao ano dependendo da classificação de risco do projeto. Na parcela indireta o custos financeiro também compõe-se de 100% em TJLP, da remuneração básica do BNDES de 0,5% ao ano e adicionalmente de uma taxa de intermediação financeira de 0,5% ao ano e a remuneração da instituição financeira credenciada a ser negociada pelos empreendedores e pelos bancos repassadores. Note também que os juros serão capitalizados durante o período de carência.

A carência é de até seis meses após a data prevista para o início comercial de cada conjunto de turbinas, e a amortização deve ser feita em até 20 anos com periodicidade mensal, totalizando um prazo de 25 anos para o pagamento do projeto.

As garantias a serem dadas pelos empréstimos serão determinadas em função da análise técnico-econômica do empreendimento e dos acionistas. No documento das condições de apoio do BNDES destacam-se as seguintes garantias: penhor de ações, penhor dos direitos emergentes de concessão, constituição de “pacotes de garantias e seguros”, constituição de Contratos de Suporte dos Acionistas, fiança bancária e/ou corporativa, penhor dos direitos creditórios e reserva de meios de pagamentos. Estas reservas são vinculações e cessões em garantia dos credores da receita proveniente dos Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVE).

Ainda há condições diversas que devem ser atendidas como comprovação por parte dos acionistas da capacidade de aportar os recursos próprios, com indicação de origem, disponibilidade e cronograma de aportes, e limite máximo de exposição do BNDES. Estas e outras condições são detalhadas no Anexo 2, juntamente com as condições para a eventual participação acionária da BNDESPAR.

3.3 Análise de viabilidade

Dada magnitude dos projetos a serem realizados e os riscos envolvidos, antes da realização de qualquer empreendimento utilizando a modalidade de Project Finance para o levantamento de recursos, é necessária uma análise inicial de viabilidade de projeto. Como notado por Finnerty (1999), para esta análise devem ser levados em consideração fatores como viabilidade técnica, viabilidade econômica e capacidade de obtenção de crédito. Os estudos e análises feitos para um projeto são de interesse de

todas as partes envolvidas. Tanto os patrocinadores do projeto quanto seus financiadores devem conhecer os aspectos técnicos do projeto e os riscos envolvidos e avaliar independentemente sua viabilidade. Abaixo serão detalhados cada um deles e suas particularidades na Usina Hidrelétrica de Jirau, no Rio Madeira, em Rondônia.²

3.3.1 Viabilidade Técnica

Para todo projeto, antes do início da construção, deve ser feito um extenso trabalho de engenharia. No caso de projetos relacionados ao setor elétrico, a análise de viabilidade técnica é efetuada antes mesmo do leilão para a concessão da usina. Essa parte do projeto foi realizada pela Construtora Norberto Odebrecht (CNO) e por FURNAS, que posteriormente formaram consórcios para participação na licitação. De acordo com artigo publicado na Revista Furnas³, estes estudos tomaram dois anos e foram entregues à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no dia 8 de dezembro de 2005.

Um resumo do estudo de viabilidade técnica pode ser visto no Anexo 1. Podem-se destacar alguns pontos interessantes do projeto como; o reservatório a ser construído tem vida útil de 50 anos. Seu tempo de enchimento é de 3,6 dias, e o município de Porto Velho terá 375 km² alagados para sua construção. A usina contará com 44 turbinas, cada uma com potência unitária nominal de 75000 KW e geradores de potência unitária nominal de 83300 kVA. O custo direto total está estimado em 10,5 bilhões de reais, fazendo o custo da energia gerada ser de 42,92 US\$/MWh. Quando adicionados os custos indiretos, de 1,67 bilhões de reais, o custo da energia gerada passa a ser de 45,69 US\$/MWh. Espera-se que o custo total do projeto seja de cerca de 14 bilhões de reais. É importante ressaltar que este estudo de viabilidade foi efetuado pela Construtora Norberto Odebrecht e por FURNAS. Desta maneira, outros grupos que participaram do leilão podem ter outras estimativas de custo. Na tabela abaixo se encontram algumas informações técnicas sobre o projeto.

² Para maiores detalhes acerca do projeto da Usina de Jirau, vide Seção 3.1 e Capítulo 4.

³ Revista Furnas, Ano XXXI, n. 316, pág. 13, Janeiro 2005.

UHE JIRAU - INFORMAÇÕES TÉCNICAS

Coordenadas geográficas: 09°10'48," S e 64°43'25" W
Localização: Rio Madeira, em Rondônia
Distância da foz: 1.197 Km
Área de drenagem: 972.710 Km²
Nível de montante: 90 metros
Nível de jusante para 44 máquinas: 74,23 metros
Potência: 3.300 MW
Energia firme: 1.906 MW médios
Número de turbinas: 44
Tipo de turbina: Bulbo
Reservatório: 258 Km²
Interligação à Rede Básica (SIN): 500 kV, 120 km, circuito duplo
Prazo de geração da primeira unidade: 48 meses
Prazo de conclusão da instalação: 90 meses (7,5 anos)

Tabela 3: UHE Jirau – Informações Técnicas. Fonte: ANEEL

O vencedor da licitação da usina de Jirau deverá ressarcir as empresas que realizaram os estudos de viabilidade técnica. Nada impede também que cada grupo ou empresa que deseje participar dessa licitação faça outros estudos mais aprofundados. Isso aconteceu com Consórcio Energia Sustentável do Brasil, o qual efetuou estudos que alteraram algumas características do projeto inicial sugerido pela Construtora Norberto Odebrecht e por FURNAS. Vale ressaltar, porém que esses estudos adicionais não serão objeto de ressarcimento, pois não foram solicitados nem autorizados pelo Governo.

Finnerty (1999) lembra que o desenho e, no limite, a factibilidade técnica de um projeto podem ser influenciados por fatores ambientais que podem afetar a construção ou a operação do projeto. Isso é particularmente importante no caso de uma usina hidrelétrica, onde a aprovação do projeto de construção da usina depende do cumprimento de uma série de normas ambientais. Além dos danos causados pelo alagamento de grandes áreas, deve ser feita a realocação de estradas e pontes.

Na ficha técnica do projeto do Anexo 1, pode-se ver que a população total atingida pelo projeto é de 953 habitantes, sendo 604 urbanos e 349 rurais, nos núcleos urbanos de Mutum-Paraná, Sede do Distrito e Comunidade Garimpo Palmeiral. Há interferência em áreas legalmente protegidas (áreas de preservação) do Rio Madeira e seus afluentes, e deve ser feita a realocação de quase 50 km de estradas e pontes. Contudo não há interferência em áreas indígenas. Há impactos benéficos do projeto, como a geração de 13.000 empregos diretos (chegando a picos de 20.000) e 50.000 indiretos.

Nos aspectos críticos do empreendimento, não há influência em parques nacionais ou reservas ecológicas, mas reservas minerais (Reserva Garimpeira no Rio Madeira) serão atingidas. Finalmente, a canoagem no leito do rio não será prejudicada. Pelo contrário, a formação dos reservatórios necessários para a implantação da usina “permitirá a navegação de grande porte, hoje impraticável ao longo de todo o trecho e de alcance local”. Para que as embarcações possam transpor as barragens serão construídos canais de navegação e eclusas.

3.3.2 Viabilidade Econômica

Finnerty (1999) afirma que a principal questão da viabilidade econômica é a obtenção de um valor presente líquido positivo para o projeto. Neste caso, seus fluxos de caixa líquidos e os desembolsos esperados para os custos de construção deverão ser estimados e trazidos a valor presente. Assumindo que o projeto será cumprido no cronograma estabelecido, que a viabilidade econômica do projeto dependerá basicamente do “marketability” do produto a ser gerado. O autor aponta também, que para avaliar esse potencial de mercado, os patrocinadores devem fazer uma projeção das condições de oferta e demanda para o produto ao longo do tempo esperado do projeto. Deve-se mostrar através de um estudo de marketing que a demanda será suficiente para absorver a oferta planejada a um preço que cobrirá os custos de produção do projeto.

Essa exigência pelo potencial de mercado é cumprida porque no ato do leilão da usina já é assegurada a realização de contratos de comercialização de 70% da energia gerada com as distribuidoras. Além disso, no caso específico da Usina de Jirau, pela primeira vez os consórcios que participariam do leilão público (Consortio Jirau Energia e Consortio Energia Sustentável do Brasil), fizeram de forma independente leilões privados de venda dos 30% da energia que poderia ser vendida num Ambiente de Contratação Livre (ACL). Com essa prática os consórcios conseguem diminuir os riscos de seu projeto. Vale notar que a realização do leilão prévio da parcela destinada ao ACL assegura não somente a demanda pela energia, como o preço a ser recebido.

Outro ponto importante sobre o leilão privado é a possibilidade de influenciar o preço mínimo a ser ofertado no leilão público. A tarifa de 70% da energia vendida deve ser pré-definida no leilão público de licitação. Como este leilão é pela modalidade de menor preço de tarifa, cada concorrente deve ter oferecido a tarifa adequada aos riscos

do projeto, após efetuar suas projeções financeiras. Essas projeções deverão levar em consideração o leilão dos 30% destinados à venda de energia no mercado livre.

Como os consórcios já têm, antes dos leilões, uma tarifa projetada para se obter o retorno sobre o capital investido, estes podem tentar obter esta tarifa como uma média das tarifas ofertadas nos dois leilões. Como aqueles que normalmente participam dos leilões em ACL são grandes consumidores de energia (comercializadoras, e grandes indústrias como Companhia Vale do Rio Doce, Votorantim, Companhia Siderúrgica Nacional) que desejam ter “power purchase agreements” (PPA) para garantir suas demandas de longo prazo, é natural se esperar que o preço da energia obtido nesse leilão seja mais alto que a tarifa média projetada. Dessa forma, os consórcios podem oferecer um preço menor do leilão público, o qual lhes efetivamente garantirá a concessão.

Outro dado importante, e que dá segurança ao projeto é que o índice de correção da tarifa de energia elétrica já é definido antecipadamente. Deve-se considerar, porém, que a longa duração do projeto traz grandes incertezas quanto às projeções do índice.

Em relação aos custos de construção, estes foram estimados nos estudos de viabilidade técnica (vide seção 3.3.1) e também podem ser vistos no Anexo 1. Finnerty (1999) nota que um detalhado cronograma de desembolsos deve ser planejado, levando em consideração as atividades a serem realizadas antes e durante o período de construção do projeto. É de alta relevância também a estimativa dos custos operacionais para quando o projeto estiver em funcionamento. Fatores como matérias-primas, mão-de-obra, despesas administrativas, impostos e despesas de manutenção devem estar precisamente detalhados. Pela confidencialidade dos dados, não se tem acesso ao cronograma de desembolso e ao detalhamento de custos. Sendo assim impossível realizar a avaliação do fluxo de caixa do projeto da Usina de Jirau.

3.3.3 Capacidade de Obtenção de Crédito

Como observado por Enei (2007) e citado na seção 3.2, o Project Finance apresenta a vantagem de limitar a responsabilidade do patrocinador do projeto. Ao contrário dos financiamentos corporativos tradicionais, na qual a capacidade de repagamento do empréstimo está ligada a uma avaliação global do da saúde financeira do tomador, incluindo todas suas unidades de negócio e sua receita consolidada, na modalidade de Project Finance a capacidade de obtenção de crédito para um projeto é

diretamente ligada com a sua expectativa de cobrir os serviços da dívida com o seu fluxo de caixa esperado.

As garantias para o projeto da usina de Jirau ainda não estão 100% definidas. O BNDES as definirá em função da análise técnico-econômica do empreendimento e dos acionistas. Dentre as garantias possíveis estão penhor de ações, penhor dos direitos creditórios, reservas de meio de pagamento, fiança bancária e/ou corporativa e seguros.

Finnerty (1999) aponta que essa percepção é fortemente influenciada por alguns fatores como o valor dos ativos do projeto, a sua lucratividade esperada, o montante de capital próprio dos patrocinadores e de garantias adicionais dadas por terceiros ou pelos patrocinadores do projeto.

No caso das Usinas do Rio Madeira, a lucratividade esperada do projeto está relacionada com o valor de tarifa proposto no leilão pelo vencedor. O BNDES dará apoio e eventual participação acionária para a construção da UHE Jirau. A diretoria do banco aprovou que metade do financiamento seja realizada diretamente pelo BNDES e metade por meio de repasses de instituições financeiras credenciadas.⁴ O aporte de recursos poderá ser feito financiando as empresas, *corporate finance*, e/ou financiando o próprio projeto, *Project Finance*. O capital próprio dos acionistas será de no mínimo 20% do valor total do projeto, sem contar uma eventual participação da BNDESPAR⁵ (empresa de participações do BNDES) que pode ficar entre 10 e 20% do capital acionário da empresa que será constituída para a construção da usina.

3.4 Mitigação de riscos via Project Finance

A mitigação de riscos é uma condição “*sine qua non*” para credores fornecerem recursos para a realização de um projeto. Para isso é necessário uma análise detalhada de cada risco incorre sobre o projeto, e a utilização de soluções para a sua mitigação. Os investidores devem estar atentos a todos os riscos envolvidos em um projeto, quem será responsável por cada um deles e, principalmente, se o retorno do projeto será adequado para compensá-los pelo risco que estão tomando.

⁴ “BNDES divulga condições de apoio para usina Jirau, no rio Madeira” BNDES Notícias, 28 de abril de 2008.

⁵ O grupo vencedor só poderá contar com a BNDESPAR que o controle do consórcio for de maioria privada.

Há diversas formas de se classificar os riscos existentes em Project Financing. Nevitt e Fabozzi (2000) identificam dezoito categorias diferentes de risco, Tinsley (2000) classifica-os em dezesseis categorias. Este trabalho seguirá uma classificação mais parcimoniosa, em nove classes de risco, sugerida por Finnerty (1999) que será desenvolvida a seguir.

3.4.1 Risco de Conclusão

O risco de conclusão de um projeto é justamente o de que ele não venha a ser finalizado, concluído, fazendo com que todos os recursos empenhados na sua realização sejam perdidos. Finnerty (1999) coloca este risco como abrangendo dois aspectos: monetário e técnico. O aspecto monetário está relacionado a atrasos na construção, subestimação do custo de construção, escassez de equipamentos e insumos críticos e aumento das taxas de inflação. Para o aspecto técnico, o risco está ligado ao fato de se ter que fazer desembolsos adicionais para se tornar o projeto tecnicamente viável.

Pode-se ver em notas relativas à atividade de Project Finance do BNDES, que o risco de conclusão é importante e é levado em consideração para o requerimento de garantias. De acordo com as normas do Banco⁶, na fase de implantação do projeto, só há dispensa da exigência de garantia fidejussória (prestadas por pessoas, e não por bens) caso haja:

- i) Compromisso dos acionistas controladores da beneficiária de complementar o capital da empresa em montante suficiente para finalizar a implantação do projeto;
- ii) Celebração de contratos que obriguem os empreiteiros e/ou fornecedores de equipamentos a concluir o projeto dentro do orçamento predeterminado, em data previamente especificada e conforme as especificações técnicas destinadas a assegurar a operacionalização e o desempenho eficiente do projeto;
- iii) Contratação de um seguro garantia, em benefício dos financiadores, contra riscos referentes à fase pré-operacional do projeto

⁶ “Apoio Financeiro – Project Finance” BNDES.gov.br

No caso da Usina de Jirau, como destacado no resumo do estudo de viabilidade no Anexo 1, há a presença de reservas minerais e sítios arqueológicos na área do empreendimento. A presença de sítios arqueológicos é preocupante e pode ser classificado como um aspecto crítico, que pode levar a substanciais atrasos na construção da usina. Bonomi (2002) observa que na implantação da usina de Serra da Mesa (GO) houve atrasos na realização do projeto em função do descobrimento de um sítio arqueológico chamado Pedra Talhada. Tratava-se de uma rocha onde foram encontradas pinturas rupestres, cerâmica e um esqueleto infantil. Além desta rocha, também na UHE Serra da Mesa, pesquisadores encontraram no meio da área a ser inundada, a ossada de um homem que se estimou ter mais de 2000 anos. Entretanto, não é provável que a presença destes sítios arqueológicos cause atrasos na obra da usina de Jirau. No cronograma divulgado juntamente com o estudo de viabilidade, em dezembro de 2005, previa-se o tempo total do projeto para 90 meses após o início das obras, com a operação da primeira unidade da usina em 48 meses. Em artigos recentes na imprensa⁷, divulgou-se que as obras serão adiantadas em 10 meses.

3.4.2 Risco Tecnológico

Finnerty (1999) define risco tecnológico como o risco de que o projeto se torne prematuramente obsoleto ou de que ele não apresente um desempenho de acordo com as especificações técnicas propostas na escala proposta. As deficiências tecnológicas podem ao fracasso do projeto ou à decisão de abandoná-lo, fazendo com que este elemento de risco se relacione com a categoria de Risco de Conclusão.

O risco tecnológico de obsolescência após a conclusão do projeto é mais relevante no caso da realização de projetos com especificações tecnologicamente inovadoras em um segmento de mercado no qual a tecnologia evolui rapidamente, como por exemplo na indústria de computadores.

No caso do setor elétrico brasileiro, a tecnologia da construção das usinas é dominada pelas construtoras envolvidas, e devido à forte presença da energia hidrelétrica no Brasil, há “know how” acumulado da realização de projetos anteriores, com por exemplo, a usina de Itaipu. Um relatório divulgado em março de 2007 pela

⁷ “Mudança em local de Jirau atende exigências técnicas, afirma ANEEL” Folha Online, 13 de outubro de 2008.

Colenco Power Engineering Ltd, na qual é feita análise dos projetos do Rio Madeira, dá-se um parecer favorável aos estudos de viabilidade técnica realizados pela Construtora Norberto Odebrecht e por FURNAS afastando a possibilidade de sérios riscos tecnológicos.

“Technical risks which could affect the feasibility of the project are deemed relatively limited, given the characteristics of the site, the predictability of the hydrological behaviour of the river and the good knowledge of the geological – geotechnical conditions achieved. As in any hydroelectric project, there are of course risks of quantity overruns or minor geological unforeseen: it is deemed however that such “normal” risks have already been taken into account at cost estimate level by establishing suitable technical contingencies.”

Um bom exemplo de risco tecnológico em projetos hidrelétricos pode ser visto na construção da Central Hidrelétrica San Francisco, no Equador, que foi realizado pela Odebrecht, mesma empresa vencedora do leilão da Usina de Santo Antônio, no Rio Madeira. A usina tem a especificidade tecnológica de ser a primeira usina do mundo totalmente subterrânea, localizada no sopé do vulcão Tungurahua. Essa iniciativa pioneira gerou um problema tecnológico não previsto nos projetos iniciais. A abrasão dos sedimentos contidos nas águas do Rio Pastaza, em consequência das erupções do vulcão Tungurahua, desgastaram os rotores das turbinas, gerando assim enormes perdas financeiras para o projeto.

3.4.3 Risco de Fornecimento de Matéria-Prima

O risco de fornecimento de matéria-prima é extremamente importante no caso de projetos ligados a recursos naturais. Há o risco de que os recursos naturais, matérias primas ou outros fatores de produção necessários para a operação do projeto possam se tornar indisponíveis durante a vida útil do projeto.

No caso de Usinas Hidrelétricas a principal material prima é a água que enche os reservatórios da barragem. A escassez de água em projetos desse tipo inviabiliza o funcionamento da usina, fazendo com que se deixe de obter receita durante o tempo em que não houver geração de energia. Para mitigar riscos dessa natureza, os estudos técnicos devem prever o nível desses reservatórios, podendo assim calcular a capacidade média e máxima de produção das usinas.

As altas temperaturas, (média de 25 graus, com picos de até 35 graus entre setembro e novembro), alta umidade relativa do ar (81% no inverno e 89% no verão), o regime local de chuvas (chuvas fortes de dezembro a janeiro e volume menor de chuvas em junho e julho) e o degelo das encostas do Andes, garante uma vazão de água anual média de 19,000 metros cúbicos por segundo e uma precipitação de 2,174 milímetros. Estes números garantem que os níveis de água operacionais da Usina sejam cumpridos, reduzindo assim o risco de fornecimento de matéria prima. Porém, os estudos apresentados no RIMA não fazem qualquer menção a possíveis mudanças nestes valores em função do aquecimento global ou outros fenômenos ligados a mudanças climáticas.

3.4.4 Risco Econômico

Finnerty (1999) define o risco econômico como o risco de que a demanda pelos produtos ou serviços de um projeto não seja suficiente para gerar a receita necessária para cobrir seus custos operacionais e dívidas e ainda remunerar os investidores de forma justa.

Esse risco pode ocorrer em função de uma diminuição do preço do produto ofertado pelo projeto ou pelo aumento nos custos de suprimento de alguma matéria prima essencial. Como já foi mencionado na seção 3.3.2, mudanças no preço do produto, no caso a tarifa de energia elétrica, não são um fator de risco relevante, já que no ato do leilão da usina realizam-se de contratos de comercialização de 70% da energia gerada com as distribuidoras, assegurando assim boa parte do preço a ser recebido. Além disso, conforme mencionado na seção 3.3.2, os participantes do leilão se preocuparam em efetuar contratos de venda dos outros 30% de energia gerada em ACL antes mesmo da realização do leilão público.

Um ponto importante do risco econômico é a eficiência com que o projeto é realizado, no caso a construção da usina hidrelétrica. A construção de usinas hidrelétricas desse porte exige uma expertise que poucos grupos têm no Brasil, porém que é dominada pelas construtoras Norberto Odebrecht e Camargo Corrêa.

3.4.5 Risco Financeiro

Caso uma parte substancial do projeto seja financiada através de taxas de juros pós-fixadas, existe o risco de que o aumento das taxas de juros possa encarecer substancialmente o serviço da dívida, podendo eventualmente inviabilizar a capacidade de seu pagamento. Dessa maneira é prudente que os gestores do projeto se preocupem em utilizar instrumentos financeiros para protegê-los de eventuais riscos dessa natureza.

O método tradicional para mitigação deste risco é a realização de contrato com taxas de juros pré-fixadas, possibilitando melhor planejamentos do fluxo de caixa do projeto. Porém, como lembra Finnerty (1999), os emprestadores mais predispostos a assumir projetos com riscos de grande magnitude, como em Project Finance, são os *floating rate lenders*, por exemplo, os bancos comerciais. A solução que se pode adotar neste caso é o uso de instrumentos financeiros projetados para eliminar a exposição ao risco de taxa de juros de um projeto.

Existem diversos tipos de contratos, como contratos de *cap* de taxas de juros e contratos de *swap* de taxas de juros (DI vs Pré, TJLP vs DI ou DI vs IGP-M). Em uma operação de *swap* de taxa de juros as partes envolvidas trocam a natureza das taxas por um determinado período de tempo. As empresas com dívida em taxas pós-fixadas repassam essa dívida a um banco intermediador, o qual paga a diferença entre as taxas fixas e as flutuantes ao contratante e se protege desse risco no mercado futuro de juros. O banco intermediador por sua vez busca outra empresa que deseja trocar dívidas de taxas fixas por outras em taxas flutuantes. Desta forma, a empresa que deseja mitigar seu risco financeiro passa a ter obrigações fixas de pagamento, ao invés de obrigações que variam conforme a variação da taxa de juros.

Fortuna (2004) explica que as operações de *swap* apresentam vantagens significativas com relação ao mercado futuro de juros, que é o mecanismo mais tradicional de proteção contra as flutuações de taxas. Enquanto nos contratos futuros as empresas são obrigadas a comprar os contratos padronizados do mercado e realizar coberturas de margens diárias, nos *swaps* a operação pode ser feita sob medida, incluindo todo o valor da dívida em uma única operação. Apesar de ser um instrumento financeiro mais caro, o *swap* possibilita proteções por prazos muito mais longos do que os disponíveis nos mercados futuros e de opções.

As operações de *cap* são um derivativo de *swap* de taxa de juros. Estas funcionam como um seguro, no qual a empresa contratante paga um prêmio ao banco (vendedor da operação), para limitar um teto para a flutuação da taxa de juros da dívida contratada. Desta forma, caso as taxas de juros caiam a empresa se beneficiaria com a

redução do serviço da sua dívida, e se elas aumentarem, a empresa estará protegida pela taxa máxima fixada.

No caso da Usina de Jirau, o BNDES pode financiar, direta ou indiretamente⁸, até 75% do investimento total. Na modalidade direta, o custo total do projeto será de TJLP (atualmente 6,25% a.a.) acrescido da remuneração básica do BNDES de 0,5% ao ano e de taxa de risco de crédito, que poderá variar de 0,46% ao ano a 2,54% ao ano, dependendo da classificação de risco do projeto.

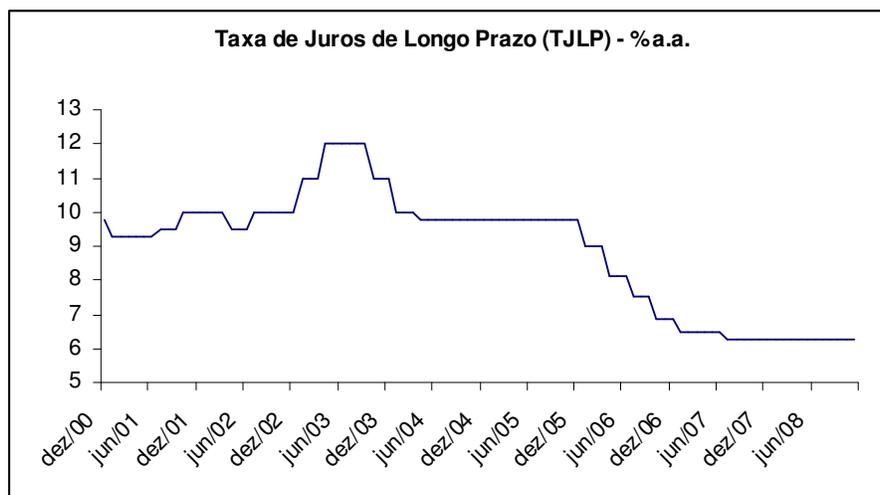


Figura 6: Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP). Fonte: Banco Central do Brasil

Apesar da TJLP apresentar pouca variação, ainda assim ela é uma taxa pós-fixada. Várias empresas tomam dinheiro emprestado do BNDES pagando a TJLP e realizam *swaps* trocando essa dívida por outra com taxas fixas. Um exemplo são as empresas que têm receita em dólar e realizam *swaps* trocando dívidas indexadas à TJLP para dívidas em dólar com taxas pré-fixadas.

Em nota divulgada pelo BNDES, o período de financiamento poderá chegar a 25 anos a partir da contratação do projeto, tendo até seis meses de carência nos pagamentos após a data prevista para o início comercial de cada conjunto de turbinas. A amortização será de até 20 anos.

⁸ Na modalidade de financiamento direto o empréstimo pode ser tomado diretamente do BNDES sem agente repassador. Desta forma, o risco de crédito fica com o BNDES. Na modalidade de financiamento indireto os responsáveis pela aprovação de crédito são bancos repassadores com *funding* do BNDES.

3.4.6 Risco Cambial

O risco cambial é importante para contratos onde a receita ou parte dela são em moeda estrangeira, ou ainda onde há dívidas com credores indexadas a moedas estrangeiras. Desta forma, mudanças nas taxas de câmbio alteram os fluxos de caixa projetados. Finnerty (1999) cita como medidas mitigadoras deste risco a realização de parte dos contratos em moeda local e realização de *hedge* cambial através de contratos de derivativos, tanto futuros quanto *swaps*, explicados na seção anterior.

No caso específico da UHE Jirau podem-se citar como relevantes os custos de equipamentos importados; como turbinas de geração do tipo bulbo, que serão importadas posteriormente, quando a obra civil já estiver em estágio avançado. Pode haver também necessidade de utilização de contratos de *hedge* caso o projeto não seja integralmente financiado por bancos nacionais, e haja necessidade de captação de recursos no exterior.

O estudo de viabilidade realizado pela Construtora Norberto Odebrecht e por FURNAS usou uma taxa de câmbio projetada em 2,326 reais por dólar. Pode-se ver no gráfico 3 que esta taxa esteve acima da cotação de mercado durante boa parte do tempo desde a realização do estudo (2005), mostrando cautela dos realizadores do projeto em relação a desvalorizações do câmbio. Mesmo com a crise econômica atual que causou a desvalorização do real em mais de 30% desde agosto de 2008, a taxa de câmbio não persistiu em cotações médias acima de 2,30 reais por dólar, mostrando que as projeções dos realizadores foram conservadoras o suficiente para não aumentar os riscos do projeto via a exposição cambial.



Figura 7: Taxa de Câmbio Real – Dólar (comercial, venda). Fonte: Banco Central do Brasil

3.4.7 Risco Político

Pode-se definir o risco político como a possibilidade de que as autoridades políticas do país no qual o projeto será realizado interfiram no seu cronograma de andamento e/ou sua viabilidade de longo prazo. A viabilidade do projeto pode ser prejudicada caso sejam impostas taxações excessivas ou restrições legais onerosas quando o projeto entre em operação. Em casos extremos, porém possíveis, existe risco de expropriação. A própria Construtora Norberto Odebrecht foi expulsa do Equador em outubro de 2008 acusada pelo governo do presidente do Rafael Correa de descumprir contratos relativos à construção da represa de San Francisco, (citada na seção 3.4.2) inaugurada no fim de 2007, mas fora de operações por problemas estruturais desde junho de 2008.⁹

O risco político é de bastante relevância principalmente ao se tratar de projetos onde há concessão do poder público para realização do projeto. Finnerty (1999) cita como medidas atenuantes desse risco a tomada de recursos de bancos locais (os quais sofrerão financeiramente caso o projeto não consiga se pagar por ter tido seus ativos expropriados) e de entidades internacionais como o Banco Mundial, Banco Inter-Americano de Desenvolvimento ou outra agência de financiamento multilateral caso o país onde será realizado o projeto dependa dessas agências para financiar gastos públicos.

No caso presente o risco de expropriação é muito baixo. O Brasil tem atualmente um regime democrático e histórico de respeito à propriedade privada e aos contratos. Outro risco possível seria um novo marco regulatório do setor elétrico que mudasse as regras vigentes. Caso isso aconteça, seria um caso semelhante à UHE Barra Grande, que foi leiloada em um regime de competição e suas atividades regidas por outro regime diferente, em consequência da mudança do marco regulatório.

3.4.8 Risco Ambiental

De todos os riscos mencionados pode-se citar o risco ambiental como de suma relevância para os projetos hidráulicos. Não é raro que se observem no Brasil atrasos e paralisações em projetos desse tipo por problemas de licenciamento ambiental, bem

⁹ “Lula congela projetos viários com Equador após expulsão da Odebrecht”, 09 de outubro de 2008. Agência EFE de notícias.

como por imprevistos de ordem ambiental que impossibilitam a continuidade de projetos. Não raro há a necessidade de realocação de pessoas, da fauna e da flora e da mudança do ecossistema.

A realização de projetos desse tipo demanda um extenso estudo de impacto ambiental feito por especialistas, a fim de prever todos os eventuais problemas ambientais que serão causados pelo projeto. Porém, muitas vezes esses estudos não conseguem mensurar todos os problemas que podem surgir durante a obra, ocasionando paralisação, atraso, e conseqüentemente prejuízos financeiros ao empreendimento.

Cabe notar que no caso da UHE Jirau, os custos estimados de meio ambiente estão na ordem de R\$ 1,2 bilhão. Este valor é proporcionalmente baixo, e corresponde a 8,7% dos custos totais. Como já foi relatado na seção 3.3.1, haverá a necessidade de realocação de 272 famílias, sendo 171 urbanas e 101 rurais, totalizando 604 pessoas atingidas. Também serão realocados 45km de estradas e 0,5km de pontes. Um fator que contribui para diminuir o risco ambiental do projeto é a ausência de parques nacionais, áreas de proteção ambiental e reservas ecológicas na área estudada.

O projeto de alteração do eixo do barramento da usina, transferido da Cachoeira do Jirau para a Ilha do Padre tampouco apresenta sérios riscos ambientais. Em artigo divulgado em 16 de outubro de 2008, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) destaca que o secretário de Finanças do estado de Rondônia, José Genaro, representando o governador Ivo Cassol em reunião pública convocada para apresentação de alteração do projeto, pronunciou-se favorável ao empreendimento principalmente pelo impacto positivo à economia do estado. Além disso, o Superintendente da Agência Nacional de Águas (ANA), Francisco Viana, ressaltou que a alteração do eixo da usina não vai influenciar o fluxo do Rio Madeira na Bolívia.

No Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) tem-se um bom exemplo de *trade-off* entre eficiência econômica e custo ambiental. O RIMA aponta que do ponto de vista econômico, geralmente, a opção ideal de escolha das áreas de desníveis e quedas no rio é aquela que apresenta o melhor aproveitamento do potencial para a geração de energia elétrica. No rio Madeira, o ponto ótimo “econômico” estaria na construção de um único barramento, entre Porto Velho e Abunã, localizado na região da Ilha do Presídio, cujo reservatório se estenderia até a Vila Abunã.

Entretanto, esta opção provocaria a inundação de áreas muito extensas, fazendo com que se optasse por aproveitar o potencial energético do rio implantando dois

barramentos mais baixos. A partição de queda do rio Madeira dividiu-se então entre um barramento próximo das corredeiras de Jirau (Usina de Jirau) e outro localizado na Ilha do Presídio (Usina de Santo Antônio). Esta mudança diminuiu significativamente a extensão das áreas a serem inundadas, e, portanto o impacto ambiental.

Finalmente, o RIMA lista os impactos benéficos da construção da usina, assim como os aspectos adversos de maior magnitude e as principais medidas a serem adotadas para sua correção ou compensação. Os técnicos comentam também a dificuldade em se classificar alguns aspectos como mudanças na qualidade da água do rio Madeira e da composição de sua fauna e mudanças observadas no cotidiano das pessoas que habitam as áreas de influência. Esses detalhes podem ser vistos na tabela abaixo:

ASPECTOS BENÉFICOS	
Dinamização das atividades econômicas	
Geração de novos postos de trabalho e aumento da renda	
Fortalecimento das organizações sociais	
Elevação da oferta de energia elétrica	
Elevação da renda do setor público	
Diminuição da turbidez nos braços dos reservatórios	
Crescimento populacional de micro-crustáceos	
ASPECTOS ADVERSOS E MEDIDAS A SEREM TOMADAS	
Retenção de sólidos nos reservatórios	Observação contínua dos efeitos e adoção de medidas se necessário
Elevação do lençol freático	Observação dos efeitos e indenização de perdas
Alteração da qualidade das águas e de sua dinâmica	Observação contínua da qualidade das águas
Perda ou fuga de animais	Não há medidas; acompanhamento e compensação ambiental
Supressão de vegetação	Não há medidas; replantio em áreas de canteiros; compensação ambiental
Concentração de cardumes a jusante das barragens	Não há medidas; monitoramento
Alteração na estrutura da comunidade de peixes	Não há medidas; monitoramento
Elevação do preço das terras	Esclarecer previamente a população
Queda do preço dos imóveis	Esclarecer previamente a população
Alteração na qualidade de vida da população	Esclarecer previamente a população
Aumento de incidência de malária e doenças	Vigilância, controle de vetores e ampliação da rede de atendimento
Interferência na atividade de garimpo do ouro aluvionar	Indenização
Redução do emprego e renda dos pescadores e garimpeiros	Qualificação e requalificação profissional da população local
Interferência e perda de patrimônio arqueológico e cultural	Pesquisa, registro e salvamento

Tabela 4: Impactos Ambientais Benéficos e Adversos. Fonte: RIMA/Ibama

3.4.9 Risco de Força Maior

Esta categoria de risco está relacionada a algum evento isolado que possa prejudicar ou mesmo arruinar a capacidade de operação do projeto por um longo período depois que este esteja em operação. Podem haver eventos extremos inerentes ao projeto como incêndios, greves ou falha técnica ou externos a ele, como revoltas, revoluções ou terremotos.

Os credores prestam muita atenção a este tipo de risco e insistem em se proteger contra ele. Alguns eventos de força maior como desastres e incêndios podem ser mitigados através da compra de apólices de seguro. Além disso, os credores normalmente requerem garantias de que os serviços da dívida serão pagos mesmo na ocorrência de eventos de força maior. Como foi mostrado na seção 3.4.1, o BNDES requer garantias fidejussórias ou o cumprimento de três critérios para garantir a conclusão dos projetos financiados na modalidade de Project Finance, norma que será aplicada no caso da UHE Jirau.

4. Análise da Licitação (Jirau)

4.1 O Edital

Nesta seção será analisado o Edital do Leilão N°. 05/2008, realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cujo objeto foi “a Compra de Energia Elétrica Proveniente da Usina Hidrelétrica Jirau – UHE Jirau, no rio Madeira” e deu origem “a uma outorga de Concessão de Uso de Bem Público para exploração da usina em regime de PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA – PIE”. Na prática, esse tipo de leilão agrega em um única licitação, a concessão para construção da Usina Hidrelétrica de Jirau e a venda de 70% da energia a ser produzida pela respectiva UHE.

De um lado, como “compradoras”, estão as Distribuidoras de energia elétrica que tiverem declarado ao Ministério de Minas e Energia a necessidade de compra de energia. De outro, como “proponentes”, estão os interessados em construir e operar a UHE em questão. A figura das compradoras no trabalho realizado tem pouca relevância. Apesar de serem elas as garantidoras da demanda para a energia a ser vendida, elas não são objeto deste estudo.

A outorga de Concessão de Uso do Bem Público para geração de energia elétrica teve um prazo de 35 anos estabelecido pelo edital. Este prevê ainda que a parcela destinada a venda no Ambiente de Contratação Regulada, mencionado acima como 70% do volume total, será objeto de Contratos de Comercialização de Energia, “com prazo de duração de trinta anos, e início de suprimento em 2013”. Dessa maneira o prazo estipulado para a construção do empreendimento é de 5 anos.

Um importante aspecto que também deve ser observado é o preço máximo para a tarifa que poderá ser oferecida pelos “proponentes”, que foi fixado em R\$91,00/MWh. Para a participação do leilão, é colocado como requisito a apresentação de garantias, podendo ser em dinheiro, fiança bancária, seguro-garantia ou títulos públicos. Diversos documentos de qualificação jurídica e de regularidade fiscal são requisitos para a qualificação como “proponente” no leilão. São requisitados também documentos de qualificação econômico-financeira do grupo de empresas proponentes ou consórcio, de maneira que comprovem um patrimônio líquido de no mínimo 10% do valor do investimento necessário para o empreendimento. Por fim são exigidos documentos comprobatórios de qualificação técnica para a execução da obra.

Os itens seguintes do Edital procuram estabelecer a documentação a ser

apresentada posteriormente pelo vencedor do leilão para que o poder concedente outorgue a concessão. Diversas obrigações de natureza societária, técnica (com estabelecimento de prazos), de aporte de garantias financeiras e seguros de riscos são estabelecidas.

Finalmente, são definidas as condições de outorga da concessão, os procedimentos para assinatura do contrato de comercialização com as “compradoras” e as disposições para apresentação de recursos.

4.2 A Licitação

O ganhador do leilão realizado em 19/05/2008 para a venda de energia e licitação da Usina de Jirau foi o Consórcio Energia Sustentável do Brasil. De acordo com a análise do Instituto Acende Brasil, houve surpresa no mercado e entre especialistas do setor com o resultado do leilão, “tanto pelo consórcio vencedor quanto pela tarifa ofertada”. Ainda segundo o mesmo relatório, esperava-se que o ganhador do fosse o Consórcio Jirau Energia já que foi este o responsável pela elaboração dos estudos técnicos prévios para a licitação da usina. Outro fator que dava vantagem a este consórcio era ter vencido a licitação da Usina de Santo Antônio, situada no mesmo complexo hidrelétrico, o que deveria gerar redução de custos para esse grupo, através de ganhos de escala ou vantagens na compra de equipamentos.

O preço máximo estabelecido para a energia a ser vendida neste Leilão foi de R\$90,00 MWh. A oferta do Consórcio Energia Sustentável do Brasil (Enersus) em seu primeiro lance foi de R\$71,40 MWh, já superando inclusive os 5% de diferença necessários entre os competidores, uma vez que o lance do Consórcio Jirau Energia foi de R\$85,02 MWh. Observou-se uma redução de 21,54% em relação ao preço-teto. O preço do MWh foi portanto ainda menor do que o obtido no leilão da Usina de Santo Antônio, de R\$78,00 MWh (e já considerado baixo). Esperava-se que a tarifa da Usina de Jirau fosse mais cara que a da Usina de Santo Antônio pelos seguintes motivos; a Usina de Jirau está a uma distância de 130 km da cidade de Porto Velho (bastante superior à distancia de Santo Antônio a Porto Velho), há a necessidade de construção de uma linha de transmissão cujo custo já estaria incluído na tarifa de Jirau e finalmente, a Usina de Jirau tem um porte menor que a Usina de Santo Antônio, o que lhe daria ganhos de escala menores.

Questionados sobre o baixo preço de venda oferecido no leilão, os representantes do Enersus justificaram-se alegando que haviam efetuado mudanças no projeto original da usina, permitindo assim redução de custos da ordem de R\$ 1 bilhão, representando até 12% da previsão inicial. Informaram ainda que há a expectativa de entrega antecipada da obra em 10 meses, permitindo assim, durante esse período, a venda de 100% da capacidade da usina no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Além da redução de custos, a proposta de mudança do local de construção da usina em 9 km efetuada pelo Enersus para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) também traz alegações de que o novo projeto possui um impacto ambiental menor.

A decisão de alterar as características técnicas do projeto foi efetuada após a realização de estudos de viabilidade próprios pelo Consórcio Enersus, e pelo entendimento de que havia uma brecha no Edital permitindo esta alteração.

A opinião do Consórcio Jirau Energia, liderado pela Construtora Norberto Odebrecht, não é a mesma. Segundo este, a forma na qual o reposicionamento foi proposto caracteriza a realização de outro projeto que não o licitado. No recurso interposto junto à ANEEL em 27 de junho de 2008, o Consórcio Jirau Energia procura demonstrar que o Consórcio Energia Sustentável do Brasil não poderia ser habilitado a participar da licitação por erros cometidos no processo de entrega de documentos. Todavia o primeiro deixa claro para a agência que pretende desde já observar atentamente as decisões antes e após a outorga da concessão, para que eventualmente possa questionar judicialmente a concessão.

Abaixo pode-se ver parte do recurso apresentado:

Ainda preliminarmente, cabe ressaltar que apesar de ciente de não se tratar do objeto do presente recurso, **a ora recorrente gostaria de esclarecer que, frente a todas as declarações feitas pelo CESB e amplamente divulgadas na imprensa relativas à alteração da localização da UHE Jirau, acompanhará todos os atos que farão parte do processo em referência a fim de certificar-se de que a legislação relevante e o Edital serão estritamente respeitados**, especialmente o item 12.9.7 do Edital, que prevê que *“Alterações nas características técnicas da UHE Jirau [contidas no Anexo II do Edital] somente poderão ocorrer após a outorgada concessão, por solicitação da Concessionária ou da*

Nos meses que se sucederam ao leilão foram observadas diversas tentativas do Governo Federal de garantir que o resultado não fosse contestado pelo Consórcio Jirau Energia. Autoridades do governo como o Ministro de Minas e Energia Edison Lobão, a Ministra-Chefe da Casa Civil Dilma Rousseff e o diretor-geral da ANEEL Jerson Kelman defenderam publicamente a legalidade da alteração proposta efetuada pela Suez, líder do Consórcio Enersus. Reuniões entre as partes envolvidas e o Governo Federal foram realizadas para tentar assegurar que não haveriam contestações judiciais, o que poderia ocasionar atraso nas obras e conseqüentemente risco de insegurança energética, ou ainda enormes prejuízos financeiros. A ministra chegou a dizer que “o governo intervirá”, com possibilidade de assumir a obra, caso uma disputa judicial venha a comprometer o cronograma de construção da hidrelétrica.

Após meses de análise na nova proposição de local, a ANEEL concluiu preliminarmente em outubro de 2008 que a mudança de local proposta pelo Enersus atende as exigências técnicas da concessão.

Essa conclusão da agência não é suficiente para a exclusão da possibilidade de contestação judicial do leilão por parte do Consórcio Jirau Energia. Artigos recentes publicados na imprensa têm mostrado disposição do Grupo Odebrecht em questionar judicialmente o resultado do leilão, pelos motivos expostos acima.

É interessante ressaltar a vantagem que o modelo brasileiro de setor elétrico dá ao mercado. Nele, empresas privadas podem fazer inventários hidrelétricos e estudos de viabilidade técnica, apresentando-os e propondo a sua licitação ao Ministério de Minas e Energia, à ANEEL e à Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Caso a proposta seja licitada e a empresa que realizou os estudos não seja vencedora, ela é ressarcida pelo trabalho efetuado. Essa característica é extremamente benéfica para o setor elétrico, pois a agilidade da iniciativa privada faz com que haja uma análise mais rápida das possibilidades de aproveitamento hidrelétrico do país.

Pode-se concluir deste episódio que a melhor maneira de aproveitar a eficiência proporcionada pelos estudos de viabilidade privados é utilizar editais com regras mais claras. Dessa maneira é possível evitar problemas de natureza jurídica em questões relevantes para a economia do país.

4.3 Possíveis conseqüências da não realização do projeto

No Plano Decenal de Expansão de Energia estima-se que há a necessidade de incremento anual de energia elétrica de 3300 MW médios no período de 2011 a 2015. Além disso, pela Resolução 01/2004 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o risco de déficit da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) não pode exceder 5%.

Esse percentual é usado como parâmetro nos diversos modelos de simulação de operações futuras das usinas geradoras. Outro estudo bastante importante, cujo produto serve como parâmetro nos modelos do setor, é o “Atualização do Valor Para Patamar Único de Custo de Déficit – 2008”, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética. Neste estudo estimou-se um o custo de déficit energético em R\$ 2.430,00/ MWh.

Em dados divulgados pelo Ministério de Minas e Energia e mostrados na figura abaixo, pode-se ver a necessidade da expansão da oferta de energia elétrica nos próximos anos. Desta forma, projetos de grande porte como o do Rio Madeira, são de muita relevância para a manutenção das projeções feitas no plano de expansão do setor elétrico.

Balanco Estatístico de Energia Elétrica

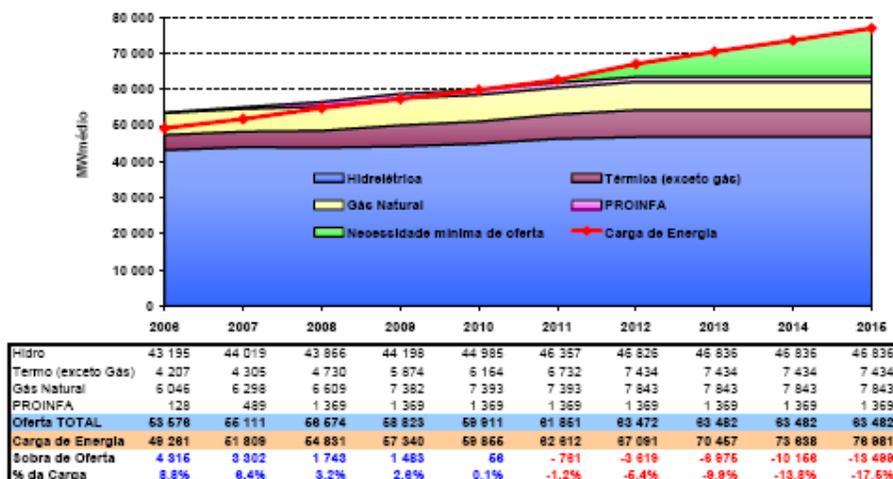


Figura 8: Balanco Estatístico de Energia Elétrica. Fonte: Ministério de Minas e Energia

O próprio Ministério de Minas e Energia divulgou¹⁰ que entre as motivações do CNPE para realização do projeto do Rio Madeira está a redução na pressão por novos projetos no curto prazo, dada a capacidade instalada de ambas as usinas. Adicionalmente, caracterizou-se o empreendimento como prioritário em licitação e implantação, dado seu caráter estratégico e de interesse público.

Para estimar de forma bastante simples o impacto de uma possível não-realização do projeto, pode-se ver o peso que a usina de Jirau terá na oferta futura de energia. A tabela 2 da seção 3.3.1, mostra que a potência da usina é de 3300 MW. Na figura acima, vê-se que a sobra de carga em 2012 é de -3,619MW, ou seja, em cerca de 4 anos já haveria déficit energético superior à potência máxima de Jirau. Considerando que o prazo de conclusão da instalação da usina é de 7,5 anos, caso sua potência não seja adicionada ao sistema, há um sério risco de déficit energético.

Essa relevância do aproveitamento energético do Rio Madeira não vem sendo ignorada pelo setor público. Apesar das disputas entre as construtoras já mencionadas, não houve restrições dos órgãos governamentais à mudança na localização da UHE Jirau. Há um entendimento de que o governo quer evitar todos e quaisquer atrasos no cronograma das obras.

¹⁰ “Aproveitamento Hidrelétrico no Rio Madeira”, Apresentação do Ministro Nelson José Hubner. Ministério de Minas e Energia.

5. Conclusão

Neste trabalho foi feita uma análise do uso de Project Finance na construção da Usina de Jirau. Pôde-se constatar a importância do Project Finance para financiamento de projetos de infra-estrutura, principalmente no setor elétrico. Viu-se ainda o papel fundamental do BNDES como agente provedor de *funding* desses projetos no Brasil e a utilização de estruturas características de Project Finance para disponibilizar recursos a esses empreendimentos.

Outro aspecto relevante observado foi a mudança de local de construção da Usina de Jirau, proposto pelo consórcio vencedor, e os possíveis problemas que podem surgir com questionamentos judiciais que possam atrasar a obra. A possibilidade de déficit de energia caso a usina não esteja em funcionamento conforme o cronograma proposto prova a importância do projeto. A experiência de Jirau alerta para o cuidado que as autoridades devem ter ao elaborar editais de licitação, de modo a evitar os problemas que vêm ocorrendo com o questionamento do consórcio perdedor.

O terceiro e último ponto que se cabe destacar é a preocupação do governo do Presidente Luis Inacio Lula da Silva com a modicidade tarifária para os consumidores residenciais, pois são eles os beneficiados pelo novo modelo implantado em 2004, no qual as distribuidoras têm sido capazes de comprar energia a preços baixos.

6. Bibliografia

- _____. *Atualização do Valor Para Patamar Único de Custo de Déficit – 2008*. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2008.
- BONOMI, C.A; MALVESSI, O. *Project Finance no Brasil*. (FGV – SP, 2002)
- BORGES, L. X. F. *Project Finance em Infra-Estrutura: Descrições e Críticas*. Revista do BNDES, v. 5, n.9, Rio de Janeiro, 1998.
- BOURSCHEIT, A. (2008). O embaraço jurídico de Jirau <<http://www.oeco.com.br/reportagens/37-reportagens/19318-o-embaraco-juridico-de-jirau>>. Acessado em 13 de novembro de 2008.
- CASTRO, J. N.; BRANDÃO, R. *Os Leilões das usinas do rio Madeira: origens e causas dos resultados*. 2008, Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ.
- CHAGAS, E. B. *Project Finance no Setor Elétrico Brasileiro: Um estudo de Caso da Usina Hidrelétrica de Barra Grande*. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Departamento de Administração, 2006.
- _____. *Edital do Leilão Nº05/2008*. 2008, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- ENEI, J. V. L. *Project Finance – Financiamento com Foco em Empreendimentos Parcerias Público-Privadas, Leveraged Buy-Out e Outras Figuras Afins*. (Editora Saraiva, São Paulo, 2007)
- FINNERTY, J.D. *Project Finance – Engenharia Financeira Baseada em Ativos*. (Qualitymark Editora, Rio de Janeiro, 1999)
- FORTUNA, E. *Mercado Financeiro – Produtos e Serviços*. (Qualimark, 2004)
- _____. *Modelo Institucional do Setor Elétrico*, Ministério de Minas e Energia, 2003
- NEVITT, P. K.; FABOZZI, F. J. *Project Financing*. (Euromoney Books, 2000)
- PINHEIRO, A.; SADDI, J. *Direito, Economia e mercados*. (Editora Campus, Rio de Janeiro, 2006)
- _____. *Perguntas e Respostas sobre a Hidrelétrica de Jirau*. <<http://www.energiasustentaveldobrasil.com.br/docts/perguntas-sobre-a-usina-de-jirau.pdf>>. Acessado em 13 de novembro de 2008.
- _____. *Plano decenal de expansão de energia: 2007/2016 / Ministério de Minas e Energia ; Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético*. Brasília, 2007.

_____. *Relatório de Impacto Ambiental das Usinas Hidrelétricas de Santo Antônio de Jirau*. FURNAS e Construtora Norberto Odebrecht, 2005.

_____. *Reunião pública da UHE Jirau tem grande participação popular*. 16 de outubro de 2008, Ascom/IBAMA.

_____. *RIO MADEIRA PROJECT Cost Review and Economic Analysis – Final Report*. Colenco Power Engineering Ltd, Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2008.

SOARES, L. B. *Seleção de Projetos de Investimento em Geração de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Departamento de Engenharia de Produção, 2008.

_____. *Suez é autorizada a iniciar as obras de Jirau*. 13 de novembro de 2008, Valor Online.

TINSLEY, R.; *Advanced Project Financing*. (Euromoney Books, 2000)

VELLUTINI, R. *Estruturas de Project Finance em projetos privados - Fundamentos e estudos de casos no setor elétrico do Brasil*. (Editora Campus)